

С. В. Ефимцев, В. С. Нустров,
С. П. Охезин, В. В. Подоппелов

НЕКОТОРЫЕ ЗАДАЧИ ФИЛЬТРАЦИИ В ДЕФОРМИРУЕМЫХ СРЕДАХ

1. Введение

Значительная часть нефтегазовых месторождений имеет трещиноватую структуру [1, 2]. Трещины между блоками породы (матрицы) являются основными каналами для течения жидкости или газа, так как их проницаемость значительно выше проницаемости матрицы. В то же время пористость трещин (доля пор в единице объема) существенно ниже пористости матрицы. Такое соотношение между эффективными характеристиками основных каналов и блоков матрицы определяет специфику разработки трещиновато-пористых месторождений и математического моделирования фильтрационных процессов в них. Матрица пласта может не содержать пор (чисто трещиноватая среда) или быть пористой (трещиновато-пористая среда).

При моделировании процессов фильтрации в трещиновато-пористых средах используют различные подходы. Наибольшее распространение получила модель взаимопроникающих пористых континуумов [3] с различными эффективными свойствами континуумов и массообменом между ними. Фильтрационные процессы при этом описываются системой двух линейных параболических уравнений, поскольку предполагается слабая зависимость эффективных характеристик континуумов от напряженного состояния системы пласт–флюид. Многочисленные промысловые наблюдения и лабораторные исследования [4–6] свидетельствуют, однако, о сильной нелинейной зависимости эффективных пористости и проницаемости пласта от его напряженного состояния. Достаточно широко распространено представление о том (см., например, [7–9]), что пористость основных каналов (трещин) снижается по упругому закону при падении давления жидкости в них. Согласно [7] основной запас нефти добывается при упругом режиме работы пласта.

В ряде работ на основании анализа экспериментальных сведений сделан вывод о возможности сжатия трещин до их полного закрытия вблизи скважины при значительном снижении забойного давления. Так, например, в [9–13] результаты промысловых наблюдений и целенаправленных экспериментов

интерпретируются на основе предположения, что вблизи скважины произошло полное закрытие трещин. Согласно [12] область закрытых трещин возникает сначала вблизи скважины, где наиболее низкое пластовое давление. При разработке пласта на истощение эта область расширяется от скважины по месторождению. В области закрытых трещин фильтрация жидкости происходит только по пористой матрице, в остальной части пласта – по трещинам и матрице. По оценкам [12] для некоторых месторождений время перемещения фронта смыкания трещин от скважины до контура питания составляет несколько лет.

В руководстве [14] даны практические рекомендации по разработке трещиновато-пористого нефтяного месторождения, в котором существует область закрытых трещин.

По оценкам в указанной выше литературе критическое давление жидкости, при котором происходит смыкание трещин, меньше начального пластового давления на 10–20%. В [9] по индикаторным диаграммам прямого и обратного хода определен критический интервал депрессии (разность между контурным и забойным давлением), на котором, по мнению авторов, происходит закрытие и раскрытие трещин вблизи скважины.

В [15] по результатам повышенного выноса породы из скважин сделано предположение о том, что при низком давлении пластовой жидкости вблизи скважины появляется область повышенной проницаемости с разрушенными породами. Согласно [15] в пласте, кроме этой области, существуют еще средняя область с закрытыми трещинами и внешняя – с открытыми трещинами.

На основании приведенных выше сведений можно сделать вывод о необходимости разработки моделей фильтрационных процессов в трещиновато-пористых средах, учитывающих существенную зависимость эффективных характеристик среды от напряженного состояния системы среда/насыщающая ее жидкость. Особый интерес, в том числе математический, представляет моделирование с введением области закрытых трещин и ее неизвестной движущейся границей – фронтом смыкания трещин. Задачи об эволюции области с закрытыми трещинами относятся к задачам типа Стефана, но они обладают особой спецификой и не имеют аналогов в теплопереносе.

Практическое значение имеет также задача определения оптимальных режимов добычи нефти в следующем смысле. Объем добываемой из скважины жидкости (дебит скважины) растет с увеличением депрессии. Однако при увеличении депрессии путем снижения забойного давления происходит сжатие основных каналов (трещин) вблизи скважины. При достаточно сильном снижении забойного давления вблизи скважины может возникнуть область закрытых трещин и проницаемость призабойной зоны ухудшится. Это обстоятельство вызовет снижение дебита скважины. Таким образом, можно по-

ставить вопрос о поиске режимов изменения во времени забойного давления (граничное условие Дирихле) с целью обеспечения максимальной нефтеотдачи пласта.

Очевидно, что в рамках линейной модели [3], не учитывающей возможности существенного влияния напряженного состояния пласта на его эффективные характеристики, постановка указанных выше задач исключена.

Ниже рассматривается конструктивный подход на основе нелинейной модели взаимопроникающих континуумов, предложенной в [16] и развитой затем в [17–21].

В [16] предложена модель фильтрации в общем виде с введением эффективных тензоров проницаемости, соответствующих системе трещин и пористой матрице. Для практических целей достаточно считать матрицу однородной изотропной пористой средой с постоянными коэффициентами пористости и проницаемости, как это и принято в работах по фильтрации в трещиновато-пористых пластах. Изменения эффективных характеристик пласта вызваны, следовательно, изменениями этих характеристик у системы трещин как основных каналов.

2. Постановка задачи

Возможности модели [16] целесообразно рассмотреть на простом случае одномерной фильтрации жидкости в макроскопически однородной изотропной среде, находящейся в условиях всестороннего равномерного сжатия с напряжением σ . В этом случае пористость и проницаемость трещин изменяются вследствие их упругой деформации по законам [16]

$$m_1 = m_1^{\circ} \phi_1, \quad k_1 = k_1^{\circ} \phi_1^3, \quad \phi_1 = (p_1 - \sigma) / (p^{\circ} - \sigma). \quad (1)$$

В (1) m и k – пористость и проницаемость, p и ϕ – размерное и безразмерное давления жидкости, верхний индекс «градус» используется для значений характеристик при начальном пластовом давлении p° , нижние индексы 1 и 2 (индекс 2 появится ниже) используются для параметров трещин и пористой матрицы соответственно.

На основании (1) трещины существуют (раскрыты) только при $p_1 > \sigma$. При $p_1 = \sigma$ трещины закрыты. Кубическая нелинейность в (1) является результатом использования двух законов: упругой деформации трещин и движения вязкой жидкости.

Зависимости (1) верны и при расположении трещин в одной плоскости (осадочные пласты), в этом случае σ – сжимающее напряжение, нормальное к этой плоскости. Формулы (1) без привлечения понятия критического давления использовались ранее в [4, 8] для чисто трещиноватых пластов.

В случае плоской симметрии фильтрация жидкости описывается уравнениями в безразмерной форме для давлений жидкости в трещинах ϕ_1 и в блоках ϕ_2 [17]

$$a \frac{\partial \phi_1}{\partial \omega} = \frac{\partial}{\partial \xi} (\phi_1^3 \frac{\partial \phi_1}{\partial \xi}) + \phi_2 - \phi_1, \quad \frac{\partial \phi_2}{\partial \omega} = \varepsilon \frac{\partial^2 \phi_2}{\partial \xi^2} - \phi_2 + \phi_1. \quad (2)$$

В (2) ω – время, ξ – координата, a – отношение упругоёмкостей трещин и блоков, разность $\phi_2 - \phi_1$ определяет массообмен между трещинами и блоками. Скважина находится в точке $\xi = 0$, координата ξ удовлетворяет $0 < \xi < \xi_c$, где ξ_c – координата контура месторождения (размер месторождения). Для трещиновато-пористых пластов проницаемость матрицы существенно меньше проницаемости трещин, поэтому в (2) параметр $\varepsilon \ll 1$. В отличие от линейной модели [3] уравнения (2) нелинейные и параметр a может быть любого порядка (в [3] $a \ll 1$). С ростом a фильтрация замедляется.

Система (2) имеет место лишь для значений $1 > \phi_1 > 0$, когда давление в трещинах согласно (1) больше критического значения, $p_1 > \sigma$. При снижении давления жидкости ϕ_1 трещины сжимаются и закрываются при $\phi_1 = 0$ ($p_1 = \sigma$). Поскольку давление в пласте падает в направлении от контура месторождения к скважине, в том же направлении усиливается сжатие первых каналов (трещин) и уменьшается их раскрытие. При снижении давления на скважине (так называемого забойного давления) ниже критического значения σ , вблизи скважины согласно (1) возникает область с полностью закрывшимися трещинами. В этой области фильтрация к скважине осуществляется только по блокам в соответствии с уравнением

$$\frac{\partial \phi_2}{\partial \omega} = \varepsilon \frac{\partial^2 \phi_2}{\partial \xi^2}, \quad 0 < \xi < \xi_*. \quad (3)$$

На границе области $\xi = \xi_*$ (фронт смыкания трещин) выполняются условия сопряжения давлений и потоков:

$$\phi_1 = 0, \quad \phi_1^3 \frac{\partial \phi_1}{\partial \xi} = 0, \quad \phi_2^- = \phi_2^+, \quad \frac{\partial \phi_2^-}{\partial \xi} = \frac{\partial \phi_2^+}{\partial \xi}. \quad (4)$$

В (4) верхние индексы минус и плюс используются для давления жидкости в блоках в областях закрытых и открытых трещин соответственно. Последнее условие в (4) означает равенство потоков по блокам, второе условие – нулевой поток по трещинам.

Остановимся более подробно на втором условии в (4). Поток жидкости по трещинам определяется выражением $\phi_1^3 \partial \phi_1 / \partial \xi$, где ϕ_1^3 – проницаемость трещин (с точностью до множителя), а производная $\partial \phi_1 / \partial \xi$ характеризует

изменение давления в трещинах, которое и является причиной течения в них. В рамках рассматриваемой модели смыкание трещин происходит постепенно по мере снижения давления жидкости. Поэтому на фронте $\xi = \xi_*$ должны одновременно выполняться два условия: безразмерное давление жидкости в трещинах $\phi_1 = 0$ и производная $\partial\phi_1/\partial\xi = 0$. Последнее условие означает касание оси абсцисс ξ в точке $\xi = \xi_*$ кривой давления в трещинах $\phi_1 = \phi_1(\xi)$. Для отражения физического содержания процесса в (4) приведено полное выражение потока по трещинам. Условие $\partial\phi_1/\partial\xi = 0$ при $\xi = \xi_*$ используется при более детальном исследовании процесса, а в первом приближении это условие, т. е. второе условие в (4), может быть снято.

Таким образом, в случае, когда давление в первых каналах ниже критического значения σ , область фильтрации $0 < \xi < \xi_c$ состоит из двух подобластей. В подобласти $0 < \xi < \xi_*$, прилегающей к скважине, первые каналы закрыты и фильтрация описывается уравнением (3), для которого задается граничное условие на скважине – постоянное забойное давление ϕ_0 :

$$\phi_2 = \phi_0, \quad \xi = 0,$$

или постоянный дебит q (производительность скважины):

$$\frac{\partial\phi_2}{\partial\xi} = q, \quad \xi = 0.$$

В подобласти $\xi_* < \xi < \xi_c$ фильтрация описывается уравнениями (2), для которых на контуре месторождения задается постоянное давление ϕ^0 (поддерживается законтурной водой):

$$\phi_1 = \phi_2 = \phi^0, \quad \xi = \xi_c,$$

или условие истощения пласта (замкнутый пласт):

$$\frac{\partial\phi_1}{\partial\xi} = \frac{\partial\phi_2}{\partial\xi} = 0, \quad \xi = \xi_c.$$

На границе $\xi = \xi_*$ выполнены условия (4).

Уравнения (2)–(4) записаны для случая плоскопараллельной фильтрации. При радиальной симметрии течения вводится радиус скважины $\xi = \xi_0$, $\xi = \xi_*$ – радиус подобласти с закрытыми трещинами, $\xi = \xi_c$ – радиус области фильтрации. Дифференцирование по координате в (2), (3) должно быть записано с учетом радиальной симметрии.

Конструктивные алгоритмы построения стационарных и нестационарных решений задачи (2)–(4) с анализом эволюции области с закрытыми трещинами разработаны в [18, 20]. Ниже рассматривается случай, когда в пласте нет

подобласти с закрытыми трещинами. Фильтрация описывается уравнениями (2). Установлены существование и единственность решения. В режиме истощения пласта предлагается процедура построения забойного давления (граничное условие Дирихле на скважине) как функции времени для получения наибольшего объема добываемой жидкости. В частных случаях эта функция получена непрерывной, в общем случае граничное условие строится по шагам во времени. В дальнейшем предполагается рассмотреть указанные вопросы для общего случая, когда пласт состоит из двух подобластей и фильтрация описывается уравнениями (2)–(4).

3. Существование и единственность решения

Функционально-аналитическая формулировка краевой задачи, эквивалентная на множестве $p_1 > \sigma$ системе (2), выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \phi}{\partial \omega} + A\phi + B\phi &= 0, \quad \xi \in \Omega, \quad \omega \in (0, \theta), \\ \phi(0, \cdot) &= \Psi(\cdot) = (\Psi_1(\cdot), \Psi_2(\cdot))^T, \quad \phi \in L^2(0, \theta; V), \quad \Psi \in H. \end{aligned} \quad (5)$$

Здесь Ω – интервал $0 < \xi < \xi_c$ в случае одномерной фильтрации,

$$V = H_0^1(\Omega) \times H_0^1(\Omega), \quad H = L^2(\Omega) \times L^2(\Omega),$$

A и B – операторы,

$$A : L^2(0, \theta; V) \rightarrow L^2(0, \theta; V^*), \quad B : L^2(0, \theta; V) \rightarrow L^2(0, \theta; V^*),$$

$$\begin{aligned} A\phi &= A(\phi_1, \phi_2)^T = - \begin{pmatrix} \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\phi_1^3 \frac{\partial \phi_1}{\partial \xi} \right) & 0 \\ 0 & \varepsilon \frac{\partial^2 \phi_2}{\partial \xi^2} \end{pmatrix}, \\ B\phi &= \begin{pmatrix} -1 & 1 \\ 1 & -1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \end{pmatrix}. \end{aligned}$$

Решение уравнения (5) понимается в смысле теории распределений на $(0, \theta)$ со значениями в V^* [22, 23], т. е. в пространстве $D^*(0, \theta; V^*)$.

К задаче (5) не удастся непосредственно применить результаты из теории дифференциальных уравнений с монотонными операторами [22]; кроме того, оператор A не является, вообще говоря, коэрцитивным в классическом смысле. Однако, вводя в пространстве H скалярное произведение вида

$$\left\langle (f_1, f_2)^T, (g_1, g_2)^T \right\rangle = \int_{\Omega} f_1 (-\Delta^{-1} g_1) d\xi + \int_{\Omega} f_2 (-\Delta^{-1} g_2) d\xi \quad (6)$$

и используя подход [23], удастся получить свойство монотонности оператора A . Можно показать также, что, в отличие от [22, 23], достаточно воспользоваться ослабленным свойством коэрцитивности, верном для оператора A :

$$\langle A \phi, \phi \rangle \geq \beta \left(\|\phi\|_{L^2(0,\theta;H)} \right) \|\phi\|_{L^2(0,\theta;H)}, \quad (7)$$

где $\beta : [0, +\infty) \rightarrow \mathbb{R}$, причем $\beta(t) \geq 0$ для всех $t \geq 0$ и $\lim_{t \rightarrow \infty} \beta(t) \cdot t^{-1} \geq c > 0$, где c – постоянная. Новизна условия (7) в том, что рассматривается норма ϕ в $L^2(0, \theta; H)$, а не в $L^2(0, \theta; V)$, как это требовалось в [22, 23].

Справедлива следующая теорема существования и единственности обобщенного решения задачи (5).

Теорема. Пусть $\Psi \in H$, тогда начально-краевая задача (5) имеет единственное решение из $D^*(0, \theta; V^*)$, являющееся непрерывной функцией на $[0, \theta]$ со значениями в H .

4. Оптимальные режимы депрессии

Остановимся на случае цилиндрической симметрии как более важном для приложений. Решение ниже понимается в классическом смысле.

Рассмотрим следующий вопрос (см. разд. 1): можно ли, изменяя во времени забойное давление на скважине (граничное условие Дирихле), получить к определенному моменту времени наибольший объем жидкости

$$Q = \int_0^t q \, dt = \int_0^t \left(\phi_1^3 \frac{\partial \phi_1}{\partial \xi} + \varepsilon \frac{\partial \phi_2}{\partial \xi} \right)_{\xi=\xi_0} dt, \quad (8)$$

где q – дебит скважины; ξ_0 – радиус скважины?

Приведем кратко процедуру численного построения искомого граничного условия и некоторые полученные результаты. Будем использовать приближенное решение [21] задачи истощения для уравнений (2)

$$\phi_i(\xi, \omega) = \phi_0 + \gamma_i(\omega) \left(\xi^2 - \xi_0^2 - 2\xi_c^2 \ln \frac{\xi}{\xi_0} \right) \quad (i = 1, 2), \quad (9)$$

удовлетворяющее граничным условиям

$$\frac{\partial \phi_1}{\partial \xi} = \frac{\partial \phi_2}{\partial \xi} = 0, \quad \xi = \xi_c \quad (\text{на контуре}), \quad (10)$$

$$\phi_1(\xi_0, \omega) = \phi_2(\xi_0, \omega) = \phi_0 \quad (\text{на скважине}), \quad (11)$$

где ϕ_0 – постоянная.

Функции $\gamma_i(\omega)$ определяются из интегральных соотношений, полученных умножением (2) на ξ и последующим интегрированием по ξ от ξ_0 до ξ_c . Ввиду громоздкости, выражения $\gamma_i(\omega)$ здесь не приводятся (см. [21]). Укажем лишь, что $\gamma_i(\omega) < 0$.

С учетом (9) дебит скважины q и контурное давление в трещинах γ_{1c} имеют вид [21]

$$q = -2 \xi_c^2 \left[\phi_0^3 \gamma_1(\omega) + \varepsilon \gamma_2(\omega) \right] \approx -2 \xi_c^2 \phi_0^3 \gamma_1(\omega), \quad (12)$$

$$\phi_{1c} = \phi_1(\xi_c, \omega) = \phi_0 + \alpha \gamma_1(\omega),$$

где $\alpha < 0$ – постоянная,

$$\alpha = \xi_c^2 - \xi_0^2 - 2 \xi_c^2 \ln \frac{\xi_c}{\xi_0} \approx \xi_c^2 - 2 \xi_c^2 \ln \frac{\xi_c}{\xi_0}.$$

Слагаемое $\varepsilon \gamma_2(\omega)$ в (12) (поток по блокам) следует учитывать на заключительной стадии истощения залежи.

Разделим время процесса на равные отрезки $\Delta\omega = \omega_k - \omega_{k-1}$. На каждом отрезке давление на скважине считается постоянным:

$$\phi_{1k} = \phi_{2k} = \phi_{0k}. \quad (13)$$

Записывая выражения функций $\gamma_{ik}(\omega)$ из [21] и затем формулы (9) давлений $\phi_{ik}(\xi, \omega)$, находим дебит скважины $q_k(\omega)$ и полученный на k -м шаге объем

$$Q_k(\phi_{0k}) = \int_{\omega_{k-1}}^{\omega_k} q_k(\omega) d\omega. \quad (14)$$

Зависимость $Q_k(\phi_{0k})$ записывается в аналитическом виде. Из этой зависимости численно находится значение ϕ_{0k} , соответствующее максимальному объему Q_k .

Пример численного расчета оптимального закона изменения забойного давления во времени приведен на рисунке ниже. Оптимальный закон изображается проекцией гребня поверхности на горизонтальную плоскость.

В частных случаях, когда в (2) параметр $a \ll 1$ и $a \gg 1$ (соответствует быстрой и медленной фильтрации в трещинах), из рекуррентных соотношений при предельном переходе $\Delta\omega \rightarrow 0$ получены дифференциальные уравнения для искомого режима забойного давления $\phi_0(\omega)$. Решения этих уравнений имеют вид

$$\delta \left[\phi_0^{-3}(\omega_0) - \phi_0^{-3}(\omega) \right] + \ln \left(\phi_0^4(\omega_0) / \phi_0^4(\omega) \right) = \omega - \omega_0 \quad \text{при } a \ll 1, \quad (15)$$

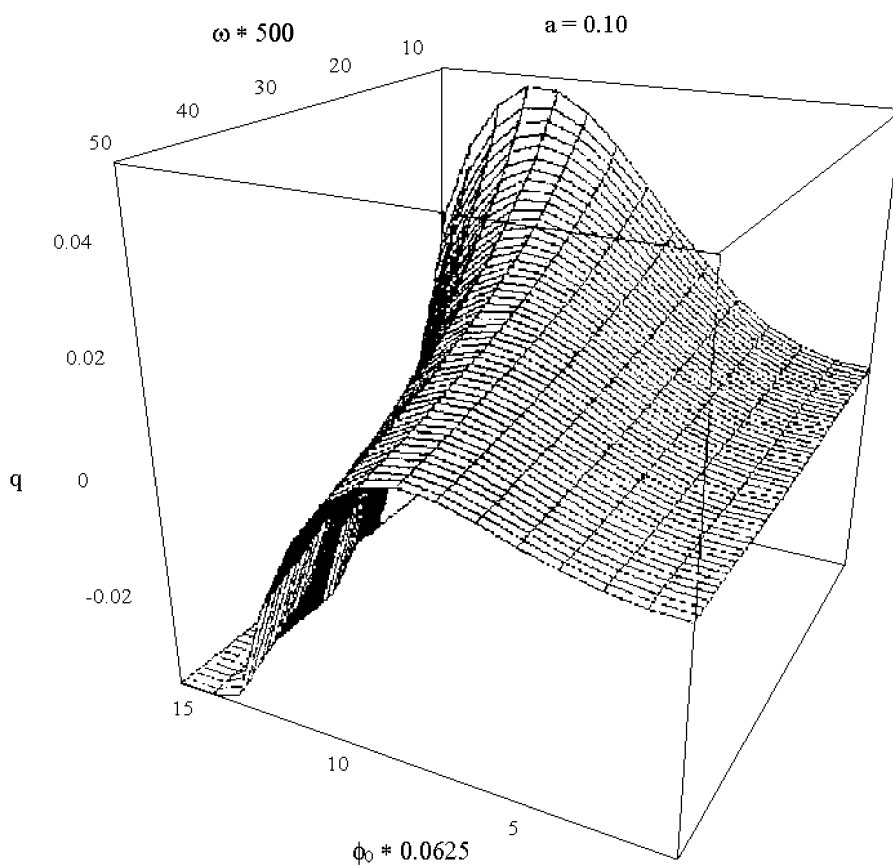
$$\delta \left[\phi_0^{-3}(\omega_0) - \phi_0^{-3}(\omega) \right] = \omega - \omega_0 \quad \text{при } a \gg 1, \quad (16)$$

где постоянная $\delta < 0$,

$$\delta = \frac{2}{3} \xi_c^2 \left(\frac{3}{4} + \ln \frac{\xi_0}{\xi_c} \right).$$

Установлено также, что в начальный момент ω_0 имеет место зависимость между забойным и контурным давлением

$$\phi_0(\omega_0) \approx \frac{3}{4} \phi_{1c}(\omega_0). \quad (17)$$



Если в начальный момент размерное давление в трещинах на контуре месторождения равно начальному пластовому давлению p^0 , то, согласно (1), $\phi_{1c}(\omega_0) = 1$ и в (17) $\phi_0(\omega_0) \approx \frac{3}{4}$. С ростом времени $\omega > \omega_0$ функция $\phi_0(\omega)$ монотонно убывает.

Литература

1. МАЙДЕБОР В. Н. Разработка нефтяных месторождений с трещинными коллекторами. М.: Недра, 1967.
2. ГОЛФ-РАХТ Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М.: Недра, 1986.
3. БАРЕНБЛАТТ Г. И., ЖЕЛТОВ Ю. П. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // Докл. АН СССР. 1960. Т. 132, №3. С. 545–548.
4. РОММ Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1966.
5. НИКОЛАЕВСКИЙ В. Н., БАСНИЕВ К. С., ГОРБУНОВ А. Т., ЗОТОВ Г. А. Механика насыщенных пористых сред. М.: Недра, 1970.
6. GALE J. E. Flow and transport in fractured rocks // Geoscience Canada. 1981. Vol. 9, №1. P. 79–81.
7. ДОБРЫНИН В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970.
8. ЖЕЛТОВ Ю. П. Деформация горных пород. М.: Недра, 1966.
9. ВАДЕЦКИЙ Ю. В., ОБМОРЫШЕВ К. М., ОКУНЬ Б. И. Испытание трещинных коллекторов в процессе бурения. М.: Недра, 1976.
10. GANCARZ R., CHRZASZCZ W., DUBIEL S. Badanie własności zbiornikowych szczelinowych poziomów ropnych i gazowych metoda hydrodynamiczna // Akademia gorniczo-hutnicz Zezuty. Naukowe. 1977. №565. P. 7–19.
11. AGUILERA R. Relative permeability concepts for predicting the performance of naturally fractured reservoirs // J. Can. Petrol. Technol. 1982. Vol. 21, № 5. P. 41–48.
12. АЛИШАЕВ М. Г., ХАЙРЕДИНОВ Н. Ш. Об истощении упругого запаса запечатанного трещиновато-пористого пласта с аномально высоким пластовым давлением // Изв. АН СССР. МЖГ. 1985. №6. С. 78–83.
13. ПОПОВ И. П. Влияние депрессии на параметры трещиноватого коллектора Бештентяк // Нефтегазовая геология и геофизика. 1982. №9. С. 18–20.
14. ВАСИЛЬЕВСКИЙ В. Н., ГИМАТУДИНОВ Ш. К., ГОРБУНОВ А. Т. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. М.: Недра, 1983.
15. МЕДВЕДСКИЙ Р. И., ЮСУПОВ К. С. Определение параметров трещиновато-пористого пласта с круговой неоднородностью на нестационарных режимах // Нефть и газ Тюмени. Тюмень: изд-во ТГУ, 1969. С. 43–45.
16. БУЕВИЧ Ю. А. Структурно-механические свойства и фильтрация в упругом трещиновато-пористом материале // ИФЖ. 1984. Т. 46, №4. С. 593–600.

17. BUYEVICH YU. A., NUSTROV V. S. Non-linear flow in fractured porous media // Transport in Porous Media. 1993. Vol. 12, №1. P. 1–17.
18. НУСТРОВ В. С., ПЛАСТИНИН А. В. К задаче о движении фронта смыкания трещин в упругом трещиновато-пористом коллекторе // Изв. АН СССР. МЖГ. 1991. №4. С. 98–104.
19. BUYEVICH YU. A., NUSTROV V. S., PLOCHOI S. A., PODOPLELOV V. V. Unsteady flow in nonlinear fractured reservoirs // Fluid Mechanics Research. 2000. Vol. 27, №2–4. P. 248–269.
20. NUSTROV V. S., PODOPLELOV V. V. A new problem of filtration flows in naturally fractured porous reservoirs // Ibid. P. 270–288.
21. НУСТРОВ В. С. Процессы восстановления давления в трещиноватых коллекторах // Изв. АН СССР. МЖГ. 1990. №5. С. 77–83.
22. ГАЕВСКИЙ Х., ГРЕГЕР К., ЗАХАРИАС К. Нелинейные операторные уравнения и операторные дифференциальные уравнения. М.: Мир, 1978.
23. ЛИОНС Ж. Л. Некоторые методы решения нелинейных краевых задач. М.: Мир, 1972.

*Статья поступила 18.10.2002 г.
Окончательный вариант 09.12.2002 г.*